

УДК 622.02 + 332:552.086

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ТРЕЩИНОВАТЫХ УГЛЕЙ
В УСЛОВИЯХ ЕСТЕСТВЕННОГО ЗАЛЕГАНИЯ**

Т. В. Шилова, Л. А. Рыбалкин, А. В. Яблоков

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
E-mail: shilovatanya@yandex.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия*

Разработана методика прогнозирования проницаемости глубокозалегающих пластов трещиноватых углей. Проведены экспериментальные исследования фильтрационных свойств и микроструктуры угля, отобранного на шахте им. С. Д. Тихова. На основе результатов исследований получены прогнозные зависимости проницаемости угольных пластов параллельно основной и торцевой системам кливажа от глубины залегания для Никитинского, Тамбовского и Гарьминского месторождений Ленинского геолого-экономического района Кузбасса.

Уголь, кливаж, проницаемость, анизотропия, напряженное состояние, пласт, глубина залегания

DOI: 10.15372/FTPRPI20200209

Необходимость в прогнозировании фильтрационных свойств угольных пластов возникает при проектировании систем их заблаговременной и предварительной дегазации, в технологиях добычи метана скважинами с дневной поверхности. Для описания закономерностей изменения фильтрационных свойств с глубиной пользуются моделями одноосного деформированного состояния угольного пласта. Неоднородностью его свойств обычно пренебрегают и полагают, что проницаемость зависит либо от среднего напряжения пород, либо от сжатия в направлении, ортогональном доминирующей системе трещиноватости.

Известно, что матрица большинства каменных углей разделена трещинами эндогенного и экзогенного кливажа на микроблоки, размеры которых вдоль напластования составляют единицы миллиметров. Способность пласта к газоотдаче определяется главным образом проводимостью трещин и зависит от их густоты, раскрытия, связности, ориентации и протяженности [1, 2].

Эндогенная трещиноватость, вызванная изменением вещественного состава углей при их генезисе, представлена взаимно ортогональными основной и торцевой системами кливажа, а также слабо выраженными послойными разрывами (рис. 1). Основная система состоит из хорошо развитых трещин длиной до нескольких десятков сантиметров. Между ними вкрест простираются располагаются короткие разрывы торцевой системы.

Экзогенный кливаж вызван тектоническим сжатием пород в сводах складчатых геологических формаций и зонах дизъюнктивных нарушений, где дополняет эндогенный кливаж несколькими системами разрывов, секущих пласт под углом около 45° к напластованию [4]. Про-

ницаемость трещин составляет 0.1–1000 мД, микроблоков угля — единицы микродарси или нанодарси [5, 6]. Как следствие, время диффузии газа из матрицы в трещины много меньше, чем фильтрации по ним к скважинам [7].

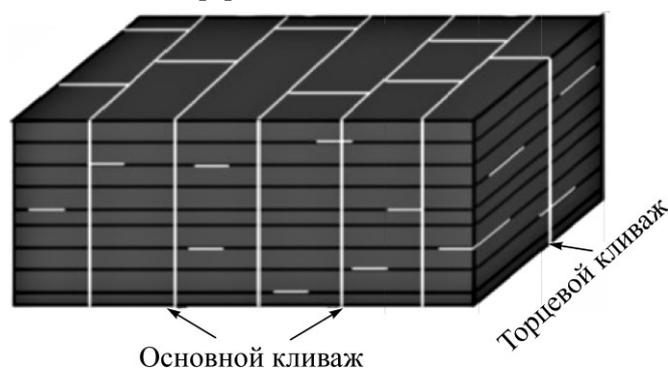


Рис. 1. Схема эндогенного кливажа в гумусовых углях [3]

Кливаж угля обуславливает значительную анизотропию его проницаемости. По данным экспериментальных исследований [8; и др.], отношение проницаемостей вдоль основной и торцевой систем кливажа составляет 2 : 1 [8], что характерно, например, для бассейна San Juan (США), тогда как в бассейне Black Warrior (США) этот параметр достигает значения 17 : 1 [5].

Игнорирование неоднородности фильтрационных свойств трещиноватых углей приводит к снижению эффективности проектируемых систем дегазации, что осложняет ведение горных работ и увеличивает риски возникновения опасных газодинамических явлений [9, 10]. Учет анизотропии проницаемости позволяет оптимизировать схему размещения дегазационных скважин [11], улучшить результаты применения гидроразрыва, успешность которого зависит от взаимной ориентации формируемых дренажных трещин и основной системы кливажа.

Проницаемость угольного пласта зависит от горного давления, изменения эффективных напряжений при отборе флюидов и падении их давления [12–14], усадки матрицы и раскрытия трещин вследствие десорбции метана [10]. Для прогнозирования влияния этих процессов на проницаемость углей предложены различные аналитические и эмпирические зависимости, обзор которых приведен в [2]. В большинстве их рассматривается одноосное деформированное состояние угольного пласта, реже — объемное [10]. Считается, что несмотря на упрощенный подход, одноосные модели достаточно хорошо описывают закономерности изменения проницаемости угольных пластов в масштабах угленосных районов и бассейнов [5, 10].

В состав параметров моделей входят начальная проницаемость и сжимаемость угля, которые определяются по результатам лабораторных тестов в условиях гидростатического нагружения образцов. Для аппроксимации получаемых данных применяются теоретические зависимости, среди которых широкое распространение получили модели [13, 14]. Чтобы таким способом установить анизотропию фильтрационных свойств, необходимы керны, выбуренные в разных направлениях, в том числе вкрест напластования и вдоль систем кливажа. Реализовать это на практике обычно не удается, поскольку из неразрабатываемых пластов керн отбирают только в одном направлении — вертикальными скважинами, а при подземном бурении трещиноватого угля ортогонально основному кливажу происходит интенсивное разрушение (дискование) образцов.

Известны теоретические модели, связывающие неоднородную проницаемость угля с анизотропией его механических свойств [15] структурными особенностями [16, 17]. Микроструктурный анализ предъявляет менее жесткие требования к размерам и сохранности образцов

в сравнении с механическими и фильтрационными тестами и может быть реализован на кернах малого диаметра, отобранных из одиночной скважины. К сожалению, такие исследования позволяют оценивать искомые параметры только в разгруженных породах.

В настоящей работе предлагается комплексный подход к прогнозированию проницаемости глубокозалегающих пластов трещиноватых углей, сочетающий лабораторные фильтрационные исследования, микроструктурный анализ и экспериментально обоснованный выбор теоретических моделей. Он включает в себя выполнение следующей последовательности действий:

- определение размеров микроблоков и раскрытости трещин основной и торцевой систем кливажа в разгруженных образцах;

- лабораторные исследования зависимости проницаемости угля параллельно основному кливажу от гидростатического сжатия;

- расчет сжимаемости угля и ее зависимости от нагружения на основе данных, полученных в опытах;

- сравнение экспериментальных результатов с теоретическими зависимостями проницаемости от гидростатического сжатия. Выбор наиболее адекватной модели для аппроксимации данных. Определение коэффициента проницаемости разгруженного угля вдоль оси керна;

- оценка проницаемости разгруженного угля в направлении параллельном основной системе кливажа по данным микроструктурного анализа и сравнение со значением, полученным по результатам фильтрационного теста. Расчет корректирующей поправки;

- оценка проницаемости разгруженного угля в направлении параллельном торцевой системе кливажа по данным микроструктурного анализа с учетом корректирующей поправки. Определение анизотропии проницаемости тестируемого угля вдоль напластования;

- построение зависимостей проницаемости тестируемого угля от глубины залегания в условиях одноосного деформированного состояния вдоль напластования в направлениях параллельных основной и торцевой системам трещиноватости.

Указанный подход применялся для прогнозирования проницаемости пластов коксующегося угля на месторождениях Ленинского района Кузбасса. Интерес к данному углю связан с его ценностью для металлургической промышленности и высоким газосодержанием, которое, с одной стороны, осложняет подземную разработку месторождений, а с другой, с учетом развитой трещиноватости, позволяет рассматривать глубокозалегающие пласты в качестве возможного объекта для промышленной добычи метана. Запасы этого газа на месторождениях Ленинского района оцениваются в 1.173 млрд м³, в том числе 51 % на глубинах 300–900 м и 32 % — 900–1500 м [18, 19].

МИКРОСТРУКТУРА УГЛЯ

Тестируемые образцы отобраны на участке Никитинский-2 Никитинского месторождения (шахта им. С. Д. Тихова), приуроченного к нижней части разреза кольчугинской серии осадочных отложений верхне- и среднепермского возраста. Исследования включали определение раскрытия трещин, размеров микроблоков, угла между основной и торцевой системами кливажа. Для этого использовали анализатор фрагментов микроструктуры твердых тел “Минерал С7” в составе оптического микроскопа OLYMPUS B^X51, видеокамеры SIMAGIS 2P-3C и специализированного программного обеспечения.

Искомые параметры определяли по аншлифам в трех плоскостях: перпендикулярно основной и торцевой системам кливажа (рис. 2); вдоль напластования параллельно либо основной, либо торцевой системам трещин. Всего подготовлено пять аншлифов каждой ориентации. Шлифование поверхности осуществляли алмазной пастой с размерами абразивных частиц ме-

нее 0.05 мкм. Перед началом исследований подготовленные образцы насыщали люминофором при низком вакууме. Это способствовало выявлению дефектов, имеющих внутренний объем. В качестве люминофора применяли порошок ЕроDye, растворенный в этиловом спирте в объемном отношении 1 : 40. Далее образцы высушивали при комнатной температуре в затемненном месте в течение 24 ч и исследовали по стандартной методике [20].

Особенности трещиноватости углей изучали в отраженном свете. По каждой системе кливажа выполнено 450 измерений раскрытия трещин и 130 — размеров микроблоков. Статистическая обработка полученных данных включала определение средних значений и стандартного отклонения.

Установлено, что тестируемый уголь имеет типичное блочное строение (рис. 2) [21–23]. Раскрытие основных трещин a_f составляет 1.2–40.2 мкм, а размер блоков A_f вдоль них — 1200.4–3219.1 мкм (таблица).

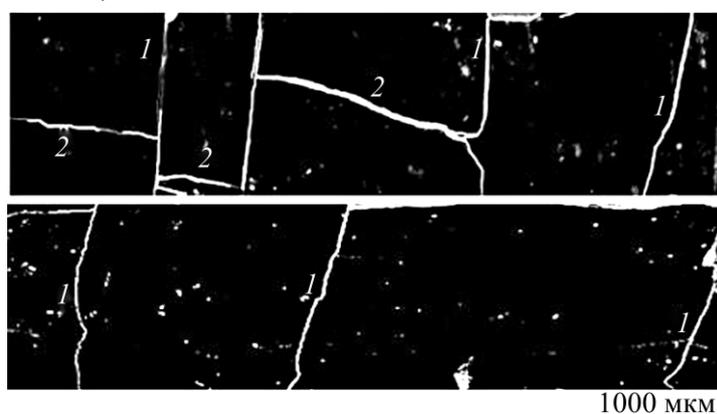


Рис. 2. Электронная микрофотография аншлифа угля: 1 — основные трещины; 2 — торцевые трещины

Раскрытие a_b торцевых трещин составляет 0.7–18.9 мкм при размере блоков вдоль них A_b 370.2–1878.6 мкм (таблица). Угол между основной и торцевой системами кливажа равен 102.3°.

Размеры микроблоков и раскрытие трещин угля, мкм

Система кливажных трещин	Количество измерений	Раскрытие, мкм		Среднее значение	Стандартное отклонение
		минимальное	максимальное		
Раскрытие трещин в угле					
Основной кливаж a_f	450	1.2	40.2	12.6	6.5
Торцевой кливаж a_b	450	0.7	18.9	8.2	3.6
Размер блоков угольной матрицы					
Основной кливаж A_f	130	1200.4	3219.1	2213.3	580.3
Торцевой кливаж A_b	130	370.2	1878.6	925.0	232.9

ЛАБОРАТОРНЫЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследования абсолютной проницаемости угля проведены при гидростатическом напряженном состоянии образцов. Эксперименты выполнены на установке ИГД СО РАН [24], предназначенной для изучения фильтрации газа в горных породах при линейном стационарном характере потока. Установка состоит из испытательной камеры, пневмогидравлической системы

осевого и бокового сжатия керна. Она обеспечивает автоматическое поддержание заданного градиента давления азота в тестируемом образце и измерение времени фильтрации через него фиксированного объема газа. Методика проведения экспериментов, описание и основные характеристики лабораторной установки приведены в [24]. В опытах использовались керны диаметром и высотой 3 см. Тестируемые образцы высверливались вдоль напластования в направлении простирания основных трещин. Из-за хрупкости и развитой трещиноватости угля получить керн параллельно торцевому кливажу не удалось.

Проницаемость определяли по фильтрации азота вдоль оси керна при постоянном перепаде давления газа ΔP на его торцах, различном гидростатическом сжатии σ , которое меняли в диапазоне от 1 до 8 МПа с шагом 1–2 МПа. Для каждого значения σ выполняли серию тестов с перепадами ΔP от 0.01 до 0.1 МПа с шагом 0.01–0.02 МПа. Коэффициент проницаемости рассчитывали по формуле для линейного потока газа и стационарного характера фильтрации [23]:

$$k = \frac{2 \cdot 10^4 V \mu_a P_3}{t S} L \frac{1}{P_1^2 - P_3^2} \quad (1)$$

где k — коэффициент проницаемости, мД; $P_1 = P_3 + \Delta P$ — давление на входе испытательной камеры, бар (10^{-1} МПа); P_3 — давление на выходе испытательной камеры, бар; V — объем газа при давлении P_3 , прошедший через образец, см³; μ_a — вязкость азота, мПа·с (сП); S — площадь сечения образцов, см²; L — длина образца, см; t — время фильтрации газа через образец, с.

Для каждой серии экспериментов с заданным ΔP вычисляли среднее значение коэффициента проницаемости образца. Среднее значение проницаемости угля в опытах при сжатии $\sigma = 1$ МПа и перепаде давления газа $\Delta P = 0.1$ МПа составило 60 мД. При увеличении σ до 8 МПа проницаемость снижается до 9 мД, или в 6.7 раза. Анализ литературных источников показал, что полученные результаты типичны для трещиноватых углей [25].

СЖИМАЕМОСТЬ УГЛЯ

Коэффициент сжимаемости C_f входит в теоретические модели, описывающие зависимость проницаемости угля от напряженного состояния. Этот параметр характеризует относительное изменение объема пор на единицу изменения давления. Считается, что эффективная пористость и сжимаемость угля определяется трещинами, а микроблоки практически не деформируются [5, 26].

Обычно полагают, что коэффициент сжимаемости постоянен и не зависит от напряженного состояния породы. В этом случае его можно определить, например, по методике, описанной в [27]. В соответствии с этой методикой по результатам фильтрационных тестов, выполненных при разных значениях гидростатического сжатия керна, получено следующее значение искомого параметра: $C_f = 0.085 \pm 0.004$ МПа⁻¹.

В более сложных моделях считают, что сжимаемость является функцией напряжения и характеризуется начальным значением C_0 и коэффициентом изменения от нагрузки α [28]. Параметр C_0 определен по результатам фильтрационных тестов по методике, приведенной в [27], а коэффициент α — по методике из [28]. Получены следующие значения: $C_0 = 0.0715 \pm 0.0078$ МПа⁻¹, $\alpha = 1.83 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹.

ВЫБОР МОДЕЛИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ДЛЯ ТЕСТИРУЕМОГО УГЛЯ

Выбор наиболее подходящей теоретической зависимости проницаемости тестируемого угля от гидростатического сжатия выполнен путем сравнения экспериментальных данных с расчетными, полученными с использованием известных моделей [29, 30].

В соответствии с моделью Seidle [29] изменение проницаемости k от сжатия σ характеризуется выражением

$$k = k_0 \exp[-3C_f(\sigma - \sigma_0)], \quad (2)$$

а в модели Robertson and Christiansen [30] — выражением

$$k = k_0 \exp\left[-3C_0 \frac{1 - e^{-\alpha(\sigma - \sigma_0)}}{\alpha}\right], \quad (3)$$

где k_0 — значение коэффициента проницаемости при гидростатическом сжатии σ_0 .

На рис. 3 представлены зависимости, рассчитанные по формулам (2) и (3) при $k_0 = 60$ мД и $\sigma_0 = 1$ МПа, а также результаты обработки данных фильтрационных тестов по формуле (1). Видно, что модель Seidle более точно описывает изменение проницаемости исследуемого угля с увеличением его нагружения.

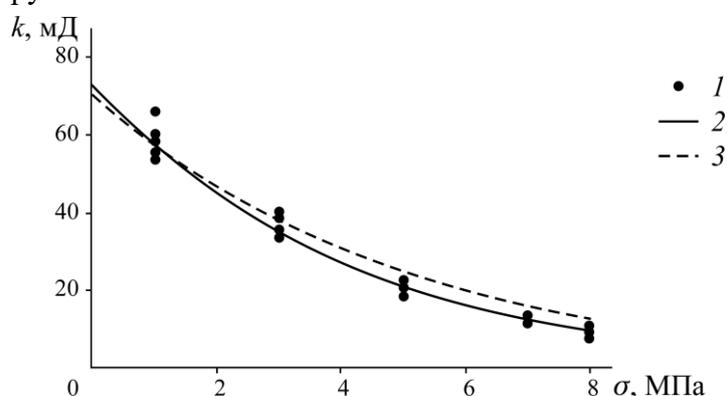


Рис. 3. Зависимость коэффициента проницаемости k тестируемого угля от гидростатического сжатия σ : 1 — результаты фильтрационных экспериментов; 2 — расчет по модели [29]; 3 — расчет по модели [30]

Из графика по модели Seidle [29] следует, что проницаемость разгруженного угля при $\sigma = 0$ составляет 75.7 мД.

ОЦЕНКА АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Известно, что проницаемость угля в направлении основной системы трещиноватости k_f выше, чем вдоль торцевого кливажа k_b . Для оценки анизотропии фильтрационных свойств угля по напластованию воспользуемся подходом, в котором угольный пласт описывается моделью гомогенной непроницаемой среды, разделенной двумя взаимно ортогональными системами эквидистантно расположенных параллельных трещин, секущих пласт. Согласно [12, 31], проницаемость таких трещин определяется следующим образом:

$$k_f = \frac{a_f^3}{12A_f}, \quad k_b = \frac{a_b^3}{12A_b}. \quad (4)$$

В соответствии с данными микроструктурного анализа, приведенными в таблице, и формулами (4) получаем: $k_f = 74.6$, $k_b = 50.4$ мД. Расчетное значение k_f близко к полученному в фильтрационных тестах (75.7 мД) — различие меньше 1.5%. Используя далее модель Seidle

[29] и найденную в опытах сжимаемость C_f , построим зависимость проницаемостей вдоль напластования параллельно основному и торцевому кливажу от гидростатического сжатия $\sigma \in [0; 8]$ МПа (рис. 4)

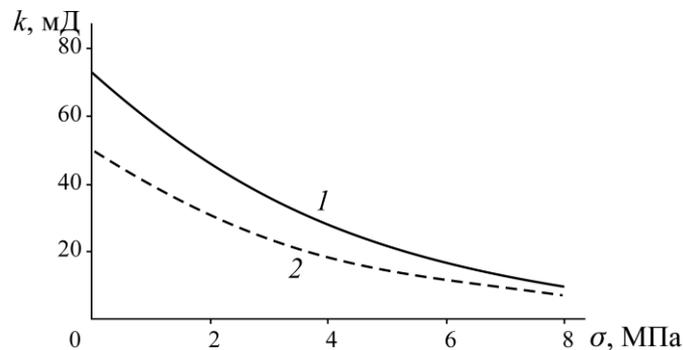


Рис. 4. Расчетные зависимости проницаемости тестируемого угля вдоль основного k_f (1) и торцевого k_b (2) кливажа от гидростатического сжатия σ

Из представленных зависимостей следует, что проницаемость тестируемого угля при увеличении сжатия с 1 до 8 МПа вдоль основного кливажа снижается с 59.4 до 10.1 мД, а вдоль торцевого кливажа — с 40.1 до 6.8 мД. Показатель анизотропии составляет около 1.5.

ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ ОТ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ

Для получения искомой зависимости применим известные модели Seidle [5] и Shi & Durucan [14], рассматривающие одноосно деформированное состояние угольных пластов. Считаем, что залежи не затронуты разработкой, поэтому эффектами усадки и набухания матрицы, возникающих при отборе метана, пренебрегаем.

Воспользуемся полученными в опытах значениями сжимаемости $C_f = 0.0845 \text{ МПа}^{-1}$, проницаемости в разгруженном состоянии вдоль напластования и основной системы кливажа 74.6 мД, анизотропии фильтрационных свойств $k_f / k_b = 1.5$, а также коэффициентом Пуассона тестируемого угля $\nu = 0.31$, градиентами литостатического давления для седиментационных бассейнов 0.0231 МПа/м и порового давления пластовых флюидов 0.01 МПа/м.

Для указанных градиентов горное давление σ_v , обусловленное весом вышележащих пород, равно $\sigma_v = (0.0231 - 0.01)d = 0.0131d$, где d — глубина залегания, м.

В соответствии с моделью Seidle [5], проницаемость угля определяется средним напряжением породы, поэтому для перехода от лабораторных тестов с гидростатическим характером напряженного состояния к одноосно деформированному угольному пласту, используется выражение:

$$\frac{k}{k_0} = \left[C_f \cdot 0.0131(d - d_0) \frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right], \quad (5)$$

где k — проницаемость по напластованию на глубине d , мД; k_0 — то же на реперной глубине d_0 .

С учетом экспериментальных данных получаем следующие зависимости проницаемостей тестируемого угля от глубины залегания в направлениях основного и торцевого кливажа:

$$k_f \approx \frac{74.6}{\sqrt{1 + 0.0206d}}, \quad (6)$$

$$k_b \approx \frac{0.4}{\sqrt{0.00206d}}. \quad (7)$$

В модели [14] предполагается, что проницаемость угля зависит от напряжения, действующего ортогонально трещинам, поэтому переход от результатов лабораторных тестов к одноосно деформированному угольному пласту дается формулой

$$\frac{k}{k_0} = \left[C_f 0.0131(d - d_0) \frac{\nu}{1 - \nu} \right]. \quad (8)$$

Соответствующие зависимости от глубины залегания для расчета проницаемости в направлениях основного и торцевого кливажа имеют вид:

$$k_f \approx \frac{0.6}{\sqrt{0.00142d}}, \quad (9)$$

$$k_b \approx \frac{0.4}{\sqrt{0.00142d}}. \quad (10)$$

ПРОГНОЗ ПРОНИЦАЕМОСТИ ТЕСТИРУЕМОГО УГЛЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЛЕНИНСКОГО РАЙОНА КУЗБАССА

Значительные ресурсы тестируемого угля на территории района приурочены к нижней части разреза кольчугинской серии осадочных отложений в пределах Никитинского, Тамбовского и Тарсьминского месторождений [18].

Продуктивные отложения Никитинского месторождения, содержащие газоносные коксующиеся угли, залегают на глубине 500–1010 м. Промышленно значимые залежи расположены на глубине 550, 592, 778, 868, 920, 967 и 1009 м [18]. Для всех разрабатываемых пластов характерна интенсивная трещиноватость, прослеживающаяся и в породах кровли. Метаноносность угля меняется от 4.2–5.7 м³ на тонну сухой беззольной массы (т.с.б.м.) на абсолютных отметках глубины +100 м до 14.7–15.5 м³/т.с.б.м. и 23.5–24.4 м³/т.с.б.м. на абсолютных отметках 0 и –300 м соответственно.

Тамбовское месторождение, как и Никитинское, сложено осадками казанково-маркинской свиты. Мощность продуктивных отложений составляет 1700 м. Прогнозные ресурсы угля — 282 млн т, метана — 7846 млн м³. Продуктивные отложения Тамбовского месторождения, включающие газоносные коксующиеся, залегают на глубине 750–1600 м. Промышленно значимые пласты находятся на глубине 808, 983, 1082, 1150, 1237, 1303 и 1498 м [18].

Продуктивные отложения Тарсьминского месторождения, содержащие газоносные коксующиеся угли, имеют глубину 1250–1900 м, промышленно значимые пласты — глубину 1277, 1320, 1478 и 1573 м [18].

Фильтрационные свойства и напряженное состояние угольных пластов на указанных месторождениях не замерялись, поэтому оценить, какая из моделей [5] или [14] подходит больше, не представляется возможным. На рис. 5 приведены прогнозные значения проницаемости тестируемого угля для обоих вариантов в зависимости от среднего напряжения породы, рассчитанные по формулам (5), (6), и от напряжения вдоль напластования по формулам (9), (10).

Из представленных на рис. 5 зависимостей следует, что на Никитинском месторождении с увеличением глубины залегания с 500 до 1050 м проницаемость тестируемого угля вдоль основного кливажа в соответствии с моделью Seidle снижается с 26.6 до 9.3 мД, или в 2.9 раза, а по модели Shi & Durucan — с 36.7 до 17.8 мД, или в 2.1 раза. Аналогично параллельно торцевому кливажу проницаемость по первой модели уменьшалась с 19 до 6.3 мД, по второй — с 24.8 до 12 мД.

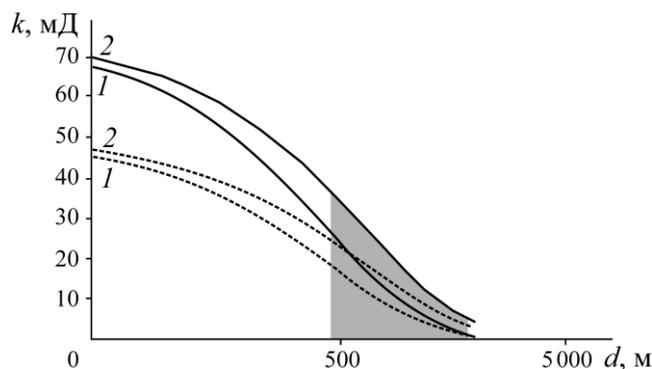


Рис. 5. Зависимость проницаемости пластов тестируемого угля вдоль напластования от глубины залегания по направлениям основного (сплошная линия) и торцевого (пунктирная линия) кливажа: 1 — модель зависимости проницаемости от среднего напряжения породы; 2 — модель зависимости проницаемости от напряжения вдоль напластования. Штрихованная область — интервал глубин залегания пластов в Ленинском районе Кузбасса

На Тамбовском месторождении в диапазоне глубин 750–1600 м проницаемость в направлении основного кливажа по модели Seidle снижается с 15.9 до 2.8 мД, или в 5.8 раз, а по модели Shi & Durucan — с 25.7 до 6.7 мД, или в 3.3 раза. Вдоль торцевого кливажа проницаемость по первой модели уменьшилась с 10.8 до 1.9 мД, по второй — с 17.4 до 5.2 мД.

Для Тарсьминского месторождения в диапазоне глубин залегания 1250–1900 м прогнозное значение проницаемости угля параллельно основному кливажу в соответствии с моделью Seidle снижается с 5.7 до 1.5 мД, или в 3.8 раза, а по модели Shi & Durucan — с 12.6 до 5 мД, или в 2.5 раза. Вдоль торцевого кливажа проницаемость с глубиной по первой модели уменьшилась с 3.8 до 1 мД, по второй — с 8.5 до 3.4 мД.

Прогноз проницаемости угля по зависимости от напряжения, действующего вдоль напластования, дает более высокие значения, чем по зависимости от среднего напряжения, в частности в интервале глубин Никитинского месторождения в 1.6 раза больше, Тамбовского и Тарсьминского месторождений, соответственно, в 2.1 и 2.7 раза больше.

ВЫВОДЫ

Предложен комплексный подход к прогнозированию анизотропной проницаемости глубокозалегających пластов трещиноватых углей, сочетающий лабораторные фильтрационные исследования, микроструктурный анализ и экспериментальное обоснование выбора теоретических моделей. Методика апробирована на коксующемся угле, отобранном на шахте им. С. Д. Тихова (Кузбасс).

По данным микроструктурного анализа установлено, что тестируемый уголь имеет блочное строение. Раскрытие основных трещин кливажа составляет 12–13 мкм, торцевых — 8–9 мкм, угол между ними — около 102.3°. Средние размеры микроблоков вдоль них равны, соответственно, 2213 и 925 мкм.

Фильтрационные тесты показали, что проницаемость разгруженного угля вдоль напластования и основной системы трещиноватости составляет 75.7 мД и снижается с 60 до 9 мД, или 6.7 раза при увеличении гидростатического сжатия с 1 до 8 МПа. В направлении основного кливажа уголь 1.5 раза более проницаем, чем вдоль торцевого. Среднее значение сжимаемости угля 0.085 МПа⁻¹.

На основе полученных результатов выполнен прогноз проницаемости газоносных пластов коксующегося угля на Никитинском, Тамбовском и Гарсьминском месторождениях Ленинского района Кузбасса. Найденные зависимости могут быть использованы при проектировании систем заблаговременной и предварительной дегазации залежей, обосновании промышленной добычи метана с применением технологии гидроразрыва пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Сластунов С. В., Коликов К. С., Пучков Л. А.** Извлечение метана из угольных пластов. — М.: Изд-во МГУ, 2002. — 383 с.
2. **Pan Z. and Connell L. D.** Modelling permeability for coal reservoirs: a review of analytical models and testing data, *Int. J. Coal Geology*, 2012, Vol. 92. — P. 1–44.
3. **Сердюков С. В., Курленя М. В., Рыбалкин Л. А., Шилова Т. В.** Влияние гидроразрыва угля на фильтрационное сопротивление зоны дренирования дегазационной скважины // ФТПРПИ. — 2019. — № 2. — С. 3–13.
4. **Столбова Н. Ф., Исаева Е. Р.** Петрология углей. — Томск: ТПУ, 2013. — 77 с.
5. **Seidle J.** Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering, PennWell Books, 2011. — 470 p.
6. **Sander R., Pan Z., and Connell L. D.** Laboratory measurement of low permeability unconventional gas reservoir rocks: A review of experimental methods, *J. Natur. Gas Sci. and Eng.*, 2017, Vol. 37. — P. 248–279.
7. **Алексеев А. Д., Василенко Т. А., Гуменник К. В., Калугина Н. А., Фельдман Э. П.** Диффузионно-фильтрационная модель выхода метана из угольного пласта // Журн. техн. физики. — 2007. — Т. 77. — Вып. 4. — С. 65–74.
8. **Gash B. W., Volz R. F., Potter G., and Corgan J. M.** The effects of cleat orientation and confining pressure on cleat porosity, permeability, and relative permeability, *Int. Coalbed Methane Symp.*, The University of Alabama, Tuscloosa, USA, 1993, Vol. 9321. — P. 17–21.
9. **Lin B., Song H., Zhao Y., Liu T., Kong J., and Huang Z.** Significance of gas flow in anisotropic coal seams to underground gas drainage, *J. Petroleum Sci. and Eng.*, 2019, Vol. 180. — P. 808–819.
10. **Guo P. et al.** Impact of effective stress and matrix deformation on the coal fracture permeability, *Transport in porous media*, 2014, Vol. 103, No. 1. — P. 99–115.
11. **Tan Y., Pan Z., Liu J., Zhou F., Connell L. D., Sun W., and Haque A.** Experimental study of impact of anisotropy and heterogeneity on gas flow in coal, Part II: Permeability, *Fuel.*, 2018, Vol. 230. — P. 397–409.
12. **Somerton W. H., Söylemezoğlu I. M., and Dudley R. C.** Effect of stress on permeability of coal, *Int. J. Rock Mech. and Mining Sci. & Geomechanics Abstracts*, Pergamon, 1975, Vol. 12, No. 5–6. — P. 129–145.
13. **Palmer I. and Mansoori J.** How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model, *SPE annual technical conference and exhibition*, Soc. Petroleum Eng., 1996. — P. 557–564.
14. **Shi J. Q. and Durucan S.** A model for changes in coalbed permeability during primary and enhanced methane recovery, *SPE Reservoir Evaluation & Eng.*, 2005, Vol. 8, No. 04. — P. 291–299.
15. **Pan Z. and Connell L. D.** Modelling of anisotropic coal swelling and its impact on permeability behaviour for primary and enhanced coalbed methane recovery, *Int. J. Coal Geology*, 2011, Vol. 85, No. 3–4. — P. 257–267.
16. **Wang J. G., Liu J., and Kabir A.** Combined effects of directional compaction, non-Darcy flow and anisotropic swelling on coal seam gas extraction, *Int. J. Coal Geology*, 2013, Vol. 109. — P. 1–14.
17. **Wang D., Lv R., Wei J., Zhang P., Yu C., and Yao B.** An experimental study of the anisotropic permeability rule of coal containing gas, *J. Natural Gas Sci. and Eng.*, 2018, Vol. 53. — P. 67–73.

18. **Угольная база России.** Т. 2. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский бассейны, месторождения Алтайского края и Республики Алтай) / под ред. А. П. Авдеев, В. Ф. Череповский и др. — М.: Геоинформцентр, 2003. — 604 с.
19. **Инструкция** по дегазации угольных шахт. Сер. 05. Вып. 22. — М.: ЗАО “НТЦ ПБ”, 2012. — 250 с.
20. **ГОСТ Р 55663-2013** (ИСО 7404-2:2009) Методы петрографического анализа углей. Ч. 2. Методы подготовки проб углей. — М.: Стандартинформ, 2014 — 19 с.
21. **Танайно А. С., Сиволап Б. Б., Максимовский Е. А., Персидская О. А.** Метод и устройство для оценки распределения показателей пористости по поверхности аншлифа угля // ФТПРПИ. — 2016. — № 6. — С. 187–195.
22. **Сердюков С. В., Шилова Т. В.** Пропант для создания дренажных каналов в угольном пласте методом интервального гидроразрыва // Интерэкспо Гео-Сибирь-2018. XIV Междунар. науч. конф. “Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология”: сб. материалов в 4 т. — Новосибирск: СГГА, 2018. — Т. 4. — С. 27–32.
23. **ГОСТ газопроницаемость** ГОСТ 26450.2-85. Методы определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. — М.: Изд-во стандартов, 1985. — 17 с.
24. **Сердюков С. В., Шилова Т. В., Дробчик А. Н.** Лабораторная установка и методика определения газопроницаемости горных пород // ФТПРПИ. — 2017. — № 5. — С. 172–180.
25. **Close J. C.** Natural fractures in coal. In: Law, B.E., Rice, D.D. (Eds.), Hydrocarbons from Coal. Amer. Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 1993. — P. 119–132.
26. **Laubach S. E., Marrett R. A., Olson J. E., and Scott A. R.** Characteristics and origins of coal cleat: a review, Int. J. Coal Geology, 1998, Vol. 35, No. 1–4. — P. 175–207.
27. **Pan Z., Connell L. D., and Camilleri M.** Laboratory characterisation of coal reservoir permeability for primary and enhanced coalbed methane recovery, Int. J. Coal Geology, 2010, Vol. 82, No. 3–4. — P. 252–261.
28. **McKee C. R. et al.** Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic, SPE formation evaluation, 1988, Vol. 3, No. 01. — P. 81–91.
29. **Seidle J. P. et al.** Application of matchstick geometry to stress dependent permeability in coals, SPE rocky mountain regional meeting, Soc. of Petroleum Eng., 1992. — P. 433–444.
30. **Robertson E. P. and Christiansen R. L.** A permeability model for coal and other fractured, sorptive-elastic media, Idaho National Laboratory (INL), 2006, No. INL/CON-06-11830.
31. **Parsons R. W.** Permeability of idealized fractured rock, Soc. Petroleum Eng. J., 1966, Vol. 6, No. 02. — P. 126–136.

Поступила в редакцию 06/IV 2020

После доработки 15/IV 2020

Принята к публикации 10/IV 2020